

Las mediciones se efectuarán en los lugares indicados por el comitente o su representante. Serán en cantidad suficiente a los efectos de asegurar la perfecta cobertura de todos y cada una de las diferentes áreas sonorizadas.

Art. 6º — Los sistemas de comunicaciones con la policía local y los organismos de emergencia médica y protección civil, estarán a cargo de las autoridades competentes a cargo de los distintos operativos que se implementen para el evento. Si las autoridades de la institución deportiva deciden incrementar las medidas de seguridad con personal propio, los equipos de comunicaciones que se utilicen deberán estar autorizados por la autoridad pertinente, de acuerdo a las reglamentaciones vigentes.

Art. 7º — Las instituciones adecuarán la señalización e iluminación de los estadios, incluyendo pasillos de accesos, escaleras, sanitarios y vestuarios, a efectos de facilitar la actuación de las cámaras de video y deberán contar con un grupo electrógeno alternativo que provea la energía suficiente para el funcionamiento del sistema del circuito cerrado de audio y televisión, en caso de corte de luz, especialmente en horarios nocturnos, para lo cual presentarán una memoria descriptiva de lo existente y las modificaciones, si se fueran a realizar. En función a esta presentación, se efectuarán las indicaciones pertinentes, a efectos de adecuar los estadios a las necesidades de seguridad.

Art. 8º — Una vez instalado el sistema, su funcionamiento será controlado por la COMISION TECNICA EVALUADORA, la que podrá asesorarse por organismos o expertos técnicos públicos o privados que considere conveniente, con el objeto de asegurar el efectivo y continuo cumplimiento de las reglamentaciones técnicas comprendidas en la presente Resolución. A tal efecto deberá:

a) Efectuar inspecciones técnicas previas a los eventos, a fin de constatar el perfecto funcionamiento del sistema.

b) Labrar un acta de constatación, donde se dejará constancia de las inspecciones técnicas efectuadas, la que será rubricada juntamente con el responsable de la seguridad de la entidad deportiva y se elevará a la SECRETARIA DE SEGURIDAD INTERIOR, a sus efectos.

Art. 9º — A fin de alcanzar los objetivos propuestos, las entidades deberán contar con un servicio de mantenimiento preventivo y correctivo permanente, que garantice el perfecto estado de las instalaciones, antes y durante el desarrollo de cada evento y permita resolver cualquier problema que se presente durante el transcurso del mismo.

Art. 10. — Comuníquese, publíquese, dése a la DIRECCION NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archívese. — Miguel A. Toma.

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 472/98

Modifícase la “Norma del Sistema de Mediciones de Carácter Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (SMEC)” de los “Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” aprobados por la Resolución Nº 61/92 ex-SEE.

Bs. As., 30/9/98

VISTO el Expediente Nº 750-000329/98 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA Nº 164 del 30 de diciembre de 1992 aprobó la norma que rige para el “Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista” (SMEC).

Que con el fin de resolver dificultades de aplicación experimentadas desde la vigencia de la citada norma se deben introducir modificaciones en la misma.

Que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) ha presentado a esta Secretaría una propuesta de modificación reglamentaria.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS ha tomado la intervención que le compete.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por los Artículos 35 y 36 de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA RESUELVE:

Artículo 1º — Sustitúyese el Anexo 24: “Norma del Sistema de Mediciones de Carácter Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (SMEC)” de los “Procedimientos para la Programación la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA Nº 61 del 29 de Abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, por el texto que como Anexo I forma parte integrante de la presente Resolución.

Art. 2º — Establécese que los medidores afectados al SMEC habilitados en calidad de equipamiento existente y por tanto con carácter transitorio, deberán ser reemplazados dentro de los NOVENTA (90) días de la fecha de vigencia de la presente Resolución.

Art. 3º — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).

Art. 4º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Alfredo H. Mirkin.

ANEXO I

ANEXO 24. — NORMA DEL SISTEMA DE MEDICIONES DE CARACTER COMERCIAL DEL MEM (SMEC)

1. — INTRODUCCION

Las transacciones comerciales en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) requieren la medición de energía activa en los nodos del MEM, en los cuales se vinculan los Agentes.

La información medida será concentrada en Centros de Recolección (CR) dispuestos en el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, quienes la pondrán a disposición del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) y a las partes interesadas.

Además las vías de comunicación permitirán al OED el acceso remoto directo a los registradores de todos los nodos a los fines de auditar la medición.

El sistema de medición, registro y adquisición de datos tendrá tres componentes:

- Un sistema de medición de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente y tensión y los medidores de energía.

- Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedentes del instrumental de medición, y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.

- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, para el acceso remoto a los registradores desde los CR y el OED.

2. — SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA

2.1. — CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION

La clase requerida de los aparatos destinados a medición de energía activa para facturación, será la indicada en el siguiente cuadro:

INSTALACION	TI	TV	MEDIDOR PRINCIPAL	MEDIDOR CONTROL
<ul style="list-style-type: none"> • Nodos de interconexión en tensiones ≥ 132 kV • Interconexiones Internacionales • Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta ≥ 20 MW • Nodos de interconexión entre Empresas de Transporte o en Funciones de Transporte 	0,2s (*)	0,2	0,2s	0,2s
<ul style="list-style-type: none"> • Nodos de interconexión en tensiones < 132 kV • Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW. • Servicios Auxiliares de generación. • Generación propia de Autogeneradores 	0,5s (*)	0,5	0,5s	NO OBLIGATORIO

TV: Transformador de Tensión. T1: Transformador de corriente. (*) Ver 2.1.1.g

2.1.1. — REQUERIMIENTOS GENERALES

a) Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares, con emisores de impulsos a dos o tres hilos, libres de potencial, podrán incluir registro de acumulación de energía en períodos programables y dispondrán de indicador numérico de energía medida. Si dicho indicador es electrónico, estará dotado de memoria no volátil. Para energía activa responderán a la clase definida en el punto 2.1.

Todo instrumento que se incorpore al Sistema de Medición de Carácter Comercial (SMEC) deberá contar con ensayo de tipo vigente, correspondiente al modelo a instalar, realizado en el INTI u otra entidad de jerarquía internacional equivalente, reconocida por el OED, sobre muestra de igual modelo y características al propuesto. Cualquier cambio de modelo o características por parte del fabricante, respecto al equipo ensayado oportunamente, implicará la presentación del ensayo de tipo correspondiente al nuevo modelo o versión del instrumento.

b) Los medidores deberán ser de tipo estático, normalizados según norma IEC-687. Los equipos ya ensayados, que sufran modificaciones, también deberán ser normalizados según norma IEC-687.

c) El medidor de control, será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.

d) La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kWh por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a TREINTA (30) milisegundos. En medidores bidireccionales se dispondrá de DOS (2) generadores de impulsos independientes, uno por cada sentido.

e) Los transformadores de medición de tensión y corriente dispondrán de secundarios afectados al Sistema de medición SMEC. Dichos secundarios sólo podrán ser compartidos por el Sistema de Operación en Tiempo Real. Desconexión Automática de Generación (DAG), instrumental estático permanente para medir Calidad de Servicio, este último deberá tener la homologación del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), las impedancias compensadoras de la carga de los transformadores (en caso que sea necesarios instalarlas) y los detectores de falta de tensión de medición. La posibilidad de compartir secundarios mencionada precedentemente, estará limitada a que no se supere la potencia de exactitud de los transformadores y sea posible la precintabilidad de todos los elementos incorporados a la cadena.

f) El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a coseno $\phi = 0,9$ (factor de potencia de la carga), introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%).

Será obligatorio presentar un cálculo del error mencionado, basado en valores comprobables mediante ensayos. Si no se pudiera lograr lo establecido anteriormente, se deberá optar por alguna de las soluciones siguientes:

1) En los casos en que sea técnicamente factible, aumentar la sección de los cables y/o disminuir la distancia entre los medidores y transformadores.

2) Compensar el error mediante algún método confiable, sujeto a la aprobación del OED.

3) Reemplazar los medidores (responsables de la caída de tensión en los cables) por otros de mejor prestación (por ej. medidores electrónicos) para lograr que el error sea menor que el establecido.

g) Los transformadores de corriente en media tensión serán con secundario de 5 (cinco) Amper y responderán a las clases definidas en la tabla del punto 2.1 (0,2s y 0,5s). Solamente se aceptarán transformadores de corriente con secundario de 1 (uno) Amper y clase 0,2 en tensiones mayores o iguales a 132kv. En este caso su uso debe estar justificado y las excepciones deben ser presentadas para su análisis y aprobación al OED.

h) Para los transformadores y medidores deberá compatibilizarse la corriente nominal del TI con la corriente básica y la corriente máxima del medidor.

i) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de Corriente (TI) y Tensión (TV) destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el VEINTICINCO POR CIENTO (25%) y el CIENTO POR CIENTO (100%) de la potencia de exactitud correspondiente. Se recomienda para el caso particular de los TI, que el estado de carga secundario debido al equipamiento de medición sea superior al SETENTA POR CIENTO (70%) de la potencia de exactitud, a los efectos de evitar situaciones de riesgo para el instrumental, ante cortocircuitos primarios. De ser necesario, se ajustará dicha carga secundaria, agregando impedancias de calidad, disipación y magnitud adecuadas.

j) Se deberá dimensionar la corriente primaria de los de los transformadores de corriente de tal manera que la corriente máxima circulante por los mismos supere el 60% de su corriente nominal. Cuando disminuya la potencia contratada de manera que la corriente máxima circulante no supere el 30% de la corriente nominal del TI, se deberá modificar la relación de transformación en un plazo máximo de 30 días, o cambiar el transformador con los siguientes plazos: Transformadores de tensiones de 66 kV o superiores el plazo para realizar este cambio será de 150 días. Para tensiones menores a 66 kV el plazo será de 90 días. Ambos plazos contados a partir de la efectivización de la recontractación.

k) Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios, que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio para su verificación in situ (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.

l) Se preverá la precintabilidad de todos y cada uno de los componentes de la cadena de medición SMEC, mediante la incorporación de los dispositivos que se requieran a este fin. El precintado será efectuado por el OED.

m) Serán de aplicación las siguientes normas:

Para todo lo concerniente a transformadores de medición:

de corriente:	IRAM 2275 - IEC 60044-1/96
de tensión:	IRAM 2271 - IEC 186/87 con su modificaciones Nº 1 y 2
ambos	IRAM 2274

Para medidores de energía:

estáticos, clase 0,2S y 0,5S:	IEC 687
----------------------------------	---------

Para el caso de los TV capacitivos de clase CERO COMA DOS (0,2), no contemplados por la norma IRAM 2271, la aprobación de su uso quedará a cargo del OED.

2.1.2. — ESQUEMA DE RESPALDO DE LA MEDICION

Los agentes MEM responsables de la medición indicados en 5.- deberán definir un esquema de respaldo de la medición en cada punto, independiente del SMEC, el que será puesto a consideración del OED. El mismo deberá permitir recomponer la información que eventualmente se pierda por fallas o por actuaciones del agente responsable o la auditoría del SMEC en la cadena de medición principal y de control. Este es un esquema para ser usado excepcionalmente en casos de emergencia. El envío de datos al OED, en estos casos, es responsabilidad del titular de la medición principal que reemplaza.

El esquema de respaldo podrá ser resuelto con la medición del agente contraparte del nodo, cuando el agente responsable así lo defina. Es responsabilidad de este último la de suministrar la información a partir de dicho respaldo, al OED, en tiempo y forma, debiendo suministrar dicha información con los formatos y procedimientos definidos por éste para la recolección de datos SMEC en emergencia.

2.1.3. — DISPOSICIONES PARA EL EQUIPAMIENTO EXISTENTE

Para el instrumental de medición existente e instalado al momento de ingresar como nuevo Agente al Mercado Eléctrico Mayorista, que presente apartamientos o lo requerido en el punto 2.1., se admiten, con carácter de excepción, las exigencias de clase previstas en el cuatro siguiente:

INSTALACION	TI	TV
• Interconexiones \geq 132 kV	0,5	0,5
• Interconexiones entre Transportistas	0,5	0,5
• Interconexiones < 132 kV	1	1
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta \geq 20 MW	0,5	0,5
Grupos de Generadores y de Cogeneradores de Potencia Bruta < 20 MW • Servicios Auxiliares • Generación propia de Autogeneradores	1	1

TV: Transformador de tensión.
TI: Transformador de corriente.

Los medidores afectados al SMEC habilitados en calidad de equipamiento existente y por tanto con carácter transitorio, deberán ser reemplazados en la fecha que fije a tal efecto la Secretaría de Energía.

En el caso de los TI y TV, deberán ser reemplazados cuando sea necesario hacerlo por deterioro o pérdida de clase. En tal caso, los Agentes involucrados deberán presentar, para su aprobación, el proyecto al OED, el cual deberá verificar, adicionalmente, que los plazos previstos sean los mínimos posibles.

Los equipos SMEC que comparten bobinados de transformadores de medición con otros equipamientos y que fueran oportunamente así habilitados comercialmente, cuando dichos transformadores sean reemplazados, deberán contar con núcleo exclusivo para el SMEC y responder a los parámetros definidos en el presente Anexo.

2.2. — APROBACION DEL PROYECTO Y HABILITACION DEL INSTRUMENTAL

El OED definirá la estructura, condiciones y demás aspectos a que deberán responder los proyectos e instalaciones afectadas al SMEC, en un Procedimiento Técnico específico.

Los proyectos de instalación del instrumental de medición serán sometidos a la aprobación del OED, quien se expedirá en un plazo máximo de TREINTA (30) días. Durante el proceso de construcción y/o montaje, el OED estará habilitado para efectuar los controles que considere necesarios.

La habilitación de los medidores e instalaciones relacionadas (TI, TV, y circuitos de corriente y tensión), se concederá una vez verificados los requerimientos precedentes, presentada la INFORMACION REQUERIDA para su incorporación al Registro Oficial de Instalaciones de Medición del MEM y aprobada la HABILITACION COMERCIAL, conforme al Procedimiento Técnico Operativo que el OED defina al efecto.

Las empresas poseedoras de los equipos de medición, deberán proveer al OED la INFORMACION REQUERIDA relativa a cada punto de medición, de equipos que se afecten al SMEC, satisfaciendo como mínimo la información que se detalla a continuación:

Esquema unifilar integral de la instalación de potencia en la que se identifique la salida correspondiente al nodo SMEC, mostrando la conexión de los equipos de medición. En el caso del GUMA, el alimentador de ingreso deberá estar identificado, como así también indicado el nombre de la estación del distribuidor, transportista o generador al que está conectado eléctricamente.

Esquema trifilar de la instalación mostrando la conexión de los equipos de medición.

Transformadores de corriente.
Corriente primaria/Corriente secundaria
Clase
Potencia de exactitud
Corriente/s nominal/es y relación de transformación normal de uso

Transformadores de tensión:
Tensión primaria (kV)/Tensión secundaria (V)
Clase
Potencia de exactitud.

Medidor de energía principal
Marca.
Tipo
Número
Electrónico
Uni o Bidireccional
Clase
Constante del medidor
Factor de multiplicación
Tipo de emisor de impulsos
Constante del emisor (kWh/impulso)

Medición de energía de control
Cuando exista, se deberán indicar los mismos datos del sistema principal.

Acompañar copia de la documentación técnica original de los equipos.

En base a esta información, el OED llevará una ficha de cada punto de medición en el registro respectivo, donde se asentarán las novedades, último protocolo de ensayos y verificaciones realizados. Si se trata de un equipo nuevo, los protocolos de los ensayos de recepción ejecutados en el INTI, en el laboratorio del fabricante o el laboratorio habilitado por el OED.

De ser necesario, con el objeto de asegurar la calidad de la instalación, el OED podrá requerir información adicional a la detallada.

Las empresas deberán notificar al OED toda novedad, modificación en las instalaciones afectadas al SMEC, o relacionadas a sus circuitos, incluida la violación de precintos, reprogramación de equipos, puesta en hora, etc., de acuerdo a lo definido por el OED en los Procedimientos Técnicos que emita al efecto.

2.3. — ENSAYOS Y MANTENIMIENTO

El responsable del instrumental deberá realizar el control rutinario, calibración, reprogramación y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los parámetros y condiciones emergentes de la presente norma.

El responsable del instrumental deberá asegurar la sincronización horaria de los registradores procediendo a la puesta en hora de los mismos, como mínimo, cuando se superen las cotas definidas en el Procedimiento Técnico emitido por el OED al efecto, en caso contrario, el OED procederá a hacerlo, con cargo al agente responsable.

Cuando el OED, en sus verificaciones rutinarias y/o de auditoría, detecte que alguno de los equipos componentes de la cadena de medición no cumpla satisfactoriamente alguno de los ensayos de verificación que realice, el responsable de la instalación deberá realizar las tareas correspondientes para que el mismo funcione adecuadamente. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, será sometido a las verificaciones pertinentes cuando se proceda a su reinstalación de acuerdo al Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.

Toda intervención a realizar sea preventiva o de emergencia sobre componentes de la cadena de medición, incluida la violación de precintos, requerirá la autorización del OED y a las partes interesadas según el procedimientos confeccionado por el OED al efecto.

Todos los componentes de la cadena de medición serán precintados, según los alcances del procedimiento Técnico que el OED emite al efecto.

3. — SISTEMA DE REGISTRO Y TRANSMISION DE DATOS

3.1. — GENERALIDADES

Todos los medidores deberán disponer de registradores en los nodos, que obtendrán y almacenarán los valores de energía, los que serán extraídos diariamente en forma remota y/o, eventualmente en forma local en caso de ser necesario, con destino a el OED y las partes interesadas.

Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos de la metodología de comercialización del MEM, prevista para los distintos operadores del sector eléctrico, considerando la transacción de energía y potencia.

Se dispondrá de registradores independientes para los medidores, principal y de control, a fin de disponer de una redundancia adecuada y posibilidad de verificación permanente.

El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de red telefónica conmutada privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem adecuado al vínculo telefónico elegido y la velocidad de transferencia utilizada y dotado de la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá la posibilidad de extracción local.

Como referencia de tiempo los registradores utilizarán indistintamente la frecuencia de red o la base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa, o la puesta en hora remota de los mismos. Si la frecuencia de red se usa como referencia, el registrador hará uso de la base de tiempo propia, a fin de mantener la hora y los datos almacenados, durante el período de interrupción del suministro de la red.

La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria no volátil o alimentación asegurada, palabra clave de acceso (password) y protocolos de transmisión con detección de errores, corrección de los mismos y/o repetición de bloques de datos defectuosos.

El equipo de registro podrá ser independiente del instrumento de medición o integrado a este. En el primer caso cada registrador tendrá la posibilidad de atender a varios medidores simultáneamente.

3.2. — CARACTERISTICAS DE LOS REGISTRADORES

Los registradores o el dispositivo de registro de los medidores con esta función (memoria de masa), se ajustarán a las siguientes características:

a) Cuando se trate de un equipo independiente del medidor, tendrá capacidad para registrar como mínimo tantos canales de entrada de pulsos, como medidores y/o parámetros eléctricos se requiera registrar.

b) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de UN (1) minuto hasta UNA (1) hora de intervalos que contemplen todos los submúltiplos de SESENTA (60) minutos.

c) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria circular de TREINTA Y CINCO (35) días como mínimo, con los canales activos requeridos por la instalación y un período de integración fijado en QUINCE (15) minutos.

d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas.

e) Interfase para la lectura de los datos almacenados. El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de una puerta de acceso (por ejemplo de tipo óptico o RS232), y lectura remota a través de un canal telefónico, para lo que deberá incluir el correspondiente módem interno o en su defecto, interfase digital adecuada y módem externo, compatible con ésta. En todo caso el módem será adecuado al vínculo telefónico elegido para su lectura remota.

f) Los registradores podrán ser capaces de compartir una línea telefónica con otros equipos del SMEC o aparatos telefónicos. Esta última opción deberá limitarse a los casos estrictamente indispensables, dado que por razones de servicio, disponibilidad de datos y diagnóstico en caso de problemas, es aconsejable la utilización de vínculos exclusivos, que permiten el acceso a los registradores las VEINTICUATRO (24) horas al día.

g) La información podrá estar protegida contra lecturas por parte de personas no autorizadas. A tal fin el acceso se habilitará mediante claves de identificación o palabra clave de lectura.

h) Los equipos admitirán la reprogramación en forma local y remota, a través de sus interfaces, con las correspondientes protecciones, preferentemente mediante palabra clave distinta de la de lectura y/o dispositivo hardware, para evitar el acceso a personas no habilitadas. Esta operación será realizada con participación del OED, quien administrará las claves y dispositivos de protección.

i) El OED deberá ser provisto gratuitamente por los Agentes, de los programas y elementos de hardware (interfaces, cables, etc.) requeridos para la programación del instrumental, y adquisición de datos de los registradores, cuando éste no los disponga, para poder hacer efectiva su función de auditoría sobre las mediciones.

j) Cumplimiento con las normas IEC 225-4, IEC 68-2-38 y IEC 801.

k) Los Agentes que instalen instrumental de registro cuyo software de lectura no está disponible en el CR al que reportará, deberán hacerse cargo de la adecuación del mismo, suministrando el software y hardware requerido para implementar la lectura y conformación de archivos, en forma automática, con frecuencia diaria y en el formato predefinido y la adecuación a la red LAN existente en el CR.

Cuando se instalen equipos y software de recolección diferentes a los existentes en los CR, los mismos tendrán un período de prueba de 90 días, contados a partir de la puesta en marcha del mismo a fin que el Transportista responsable del CR y el agente que lo instala verifiquen su correcto funcionamiento. A partir de ese plazo el nuevo equipamiento quedará a cargo del responsable del CR.

3.3. — CENTROS DE RECOLECCION

La adquisición primaria de la información procedente de los registradores del SMEC, será realizada en Centros de Recolección (CR), distribuidos geográficamente, asignando el OED a cada nodo el CR correspondiente.

Estos centros estarán dispuestos en los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL y el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION.

Los Centros Recolectores, pondrán a disposición del OED, según formato y protocolo normalizado, toda la información recolectada, según éste le indique, y a los Agentes Interesados del nodo

(los alcances de la expresión Agentes Interesados se señalan en el Procedimiento Técnico que el OED defina al efecto).

La información a transferir entre los CR y el OED se realizará mediante el protocolo de comunicaciones Kermit. En caso que se defina un nuevo protocolo de comunicaciones, el software relativo al mismo deberá ser puesto a disposición de los agentes y normalizado por parte del OED. Habrá un período de prueba de 3 meses por parte del agente transportista responsable del CR para la aceptación del mismo, plazo a partir del cual asumirá la responsabilidad de la operación y mantenimiento del software.

El procedimiento de cambio de formato, cuando se requiera, será realizado mediante un programa compilado, que integrará la programación del equipamiento de los Centros Recolectores.

4. — SISTEMA DE COMUNICACIONES PARA RECOLECCION DE LA INFORMACION.

La lectura periódica de los registradores será realizada mediante el acceso remoto vía módems, utilizando para ello facilidades de vínculos telefónicos, preferentemente de las redes de telefonía privada con que cuentan las empresas del sector eléctrico y en su defecto líneas del servicio público tradicional o celular.

Para la información asignada a los CR del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, éstos deberán poner a disposición sus redes de comunicaciones hasta la frontera de sus instalaciones. La vinculación entre estos puntos y el instrumental de medición y registro, será responsabilidad de los usuarios.

Cada una de las microcomputadoras de recolección instaladas en los CR y afectadas a la lectura de registradores, dispondrá como mínimo de una línea exclusiva de cada tipo de las utilizadas (privada, pública tradicional y/o celular) para enlazarse exitosamente con los registradores que reportan a dicha máquina.

Cada una de las microcomputadoras de comunicaciones, afectadas a la puesta a disposición de los datos leídos, para el OED y los Agentes, deberá disponer de al menos una línea pública exclusiva.

Podrá disponerse una central telefónica que optimice una redundancia prevista y la disponibilidad de vínculos de prestador público alternativo a los utilizados normalmente, para salvar colapsos en el sistema de un prestador.

4.1. — DATOS DE LA RED TELEFONICA

A los efectos de identificar las vías de acceso a los medidores, el OED tendrá un registro donde conste la información referente a los medios de comunicación para acceder a los nodos, cuyos datos serán provistos y actualizados por las empresas. Para la constitución de este registro se enviarán los siguientes datos y esquemas:

- > Líneas telefónicas de red privada y pública en el lugar.
- > Localización y características de la central telefónica a la que se vincula cada línea.
- > Vinculación de las centrales telefónicas privadas, tengan o no relación directa con los puntos en cuestión, que puedan servir de vía de acceso indirecto por selección múltiple.
- > Vinculación de estas centrales con las de otras empresas del sector.
- > Posibilidad de instalación de abonados de centrales telefónicas propias o de otras empresas del sector para cubrir puntos que no cuentan con servicio actualmente.
- > Vínculos del servicio público alternativos.
- > Esquemas de las vinculaciones requeridas precedentemente.

5. — RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS.

Cada Agente del MEM separadamente será responsable por el cumplimiento de la presente norma de medición en todos sus nodos.

La asignación específica de responsabilidades del SMEC se detalla a continuación.

5.1. — INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO

Las responsabilidades inherentes a la instalación del instrumental, verificación, calibración y mantenimiento, de acuerdo a la presente Norma, corresponden a:

— Los GENERADORES y COGENERADORES en sus nodos, al momento de su puesta en servicio, debiendo medir la energía activa neta por unidad generadora, entregada en el ámbito del MEM. La obtención de la energía neta admite dos modalidades:

a) medición de la generación bruta y el consumo de servicios auxiliares por unidad, las alimentaciones independientes a los servicios comunes de la central y consideración de las pérdidas de transformación.

b) medición de la energía neta suministrada por unidad y las alimentaciones independientes a los servicios comunes de central.

El esquema adoptado deberá posibilitar, junto con los ensayos que se requieran, la remuneración a costo operativo de cada unidad.

En todos aquellos casos en que en barras de generadores se alimenten consumos de otros usuarios, la responsabilidad del generador por el instrumental de medición y registro, se hará extensiva a dichos alimentadores, con cargo a los usuarios.

El esquema de medición será definido y convenido en cada caso con el OED, en función de características de cada central.

— El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION en sus fronteras con excepción de las interconexiones con generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

— Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus fronteras, con excepción de las interconexiones con el SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y/o Generadores, Grandes Usuarios, Autogeneradores y Cogeneradores, debiendo medir la energía activa en sus nodos. El costo de la instalación del instrumental de medición será cargado a los Agentes del MEM usuarios del mismo.

Los Transportistas de alta tensión y por Distribución Troncal u otros Agentes con instalaciones PAFTT, que sirvan a Interconexiones Internacionales, en los nodos frontera correspondiente a las mismas, siendo responsable de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma. El costo de la instalación del instrumental será cargado al Iniciador de la Interconexión (dentro del canon).

Los DISTRIBUIDORES en las interconexiones con otros DISTRIBUIDORES, debiendo medir la energía activa intercambiada entre ellos. La medición y la responsabilidad de la instrumentación, operación y mantenimiento del equipamiento de medición estará a cargo del agente propietario de la barra ubicada en el punto frontera de interconexión, conforme a las características técnicas y procedimientos establecidos por la presente norma.

— Los AUTOGENERADORES en los nodos de intercambio, debiendo medir la energía activa que demanden y suministren al MEM, es decir medición y registro bidireccional; deberán también medir la generación propia, todas estas mediciones conforme a los parámetros y obligaciones previstos para equipamiento SMEC en el presente anexo.

— Los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) en los nodos de consumo, debiendo medir la energía activa que demanden al MEM. Cuentan con un plazo de SESENTA (60) días para instalaciones en Media Tensión y CIENTO VEINTE (120) días para instalaciones de AT, a partir de su ingreso al MEM para implementar el Sistema de Medición SMEC.

Durante esta etapa transitoria deberán contar con instrumental de medición que le permita conformar los datos cada QUINCE MINUTOS (15'), y enviarlos al OED en el formato definido por éste en el Procedimiento Técnico correspondiente.

De no contar con el instrumental adecuado el Agente podrá definir como dato a utilizar por el OED, el de la medición de la contraparte en el nodo frontera, en caso de existir. Tal decisión debe ser notificada fehacientemente al OED, con identificación de a quién deberá este último reclamar la información de la medición, en caso de no recibirse la misma.

En este caso, el agente responsable, deberá convenir con dicha contraparte la modalidad operativa para proveer al OED la medición extraída del instrumental, de acuerdo a lo previsto en párrafo precedente, dado que mantiene la responsabilidad, por el suministro del dato en tiempo, forma y calidad.

La medición SMEC debe ser instalada en el punto de frontera correspondiente al nodo, de acuerdo a lo indicado en la Introducción del presente Anexo.

En aquellos casos en que razones técnico-económicas determinen la localización de la medición en un punto no coincidente con el de frontera correspondiente al nodo, las empresas afectadas deberán acordar la ubicación del sistema de medición. Posteriormente, al presentarse el Proyecto de Medición, el OED verificará lo actuado por aquéllas. El acuerdo contemplará las compensaciones necesarias en el software y/o hardware del equipo o por medio de ajustes en el software en el OED para ajustar el valor de la medición al nodo de frontera.

Cuando se instale equipamiento de medición de un nuevo nodo, y en el caso de no realizarse en el predio del responsable del mismo, los agentes concurrentes podrán acordar instalarlo en el predio existente del otro agente concurrente. En ese caso el agente responsable del mismo deberá permitir sin costo o cargo alguno la instalación del equipamiento en su E.T., cabina de Media Tensión, Central, etc. y otorgará libre, permanente y gratuito acceso a las instalaciones para permitir el control del equipamiento del cual el otro agente es responsable.

El incumplimiento del libre permiso de acceso fehacientemente demostrado, hará incurrir al agente que lo impida en una penalización equivalente a indisponibilidad de medición en cuestión (ver 7.2. del presente Anexo) durante el período de inaccesibilidad de la misma.

5.2. — CENTROS DE RECOLECCION

El servicio de operación de los centros recolectores será responsabilidad del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL. La localización de los CR que recolectarán la información registrada, será definido por el OED e instalado con cargo a los usuarios.

Las responsabilidades por la operación y mantenimiento, del equipamiento informático de recolección, de acuerdo a la presente norma, corresponde a:

— El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION, debiendo adquirir la información procedente de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes y toda otra medición no adyacente de los nodos no previstos en los CR de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

— Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y a las empresas interesadas con igual frecuencia.

— Los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL en sus CR, debiendo adquirir toda la información de sus nodos de frontera, la de los generadores y grandes usuarios adyacentes, más toda otra que se encuentre en su región.

Esta información será recolectada diariamente y puesta a disposición del OED y de las impresas interesadas con igual frecuencia.

Cuando, debido a incompatibilidad con el sistema existente, fuese necesario instalar nuevo hardware y/o software y vincularlo a la red local existente en un CR a los efectos de realizar la recolección automática, dicha instalación será por cuenta y cargo del agente cuya incorporación al SMEC obligue a las modificaciones antes mencionadas.

Esta adecuación será realizada bajo la supervisión del transportista responsable del CR quien no podrá oponerse a las modificaciones requeridas a menos que éstas afecten el funcionamiento del sistema existente.

Las modificaciones realizadas tendrán un período de prueba de 90 días contados a partir de la puesta en marcha del equipamiento y/o software agregado a fin de que el transportista y el agente que realiza la instalación verifiquen su correcto funcionamiento. Finalizado dicho plazo el sistema agregado quedará a cargo del transportista responsable del CR.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en los CR, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.

5.3. — RED DE COMUNICACIONES

La recolección de las mediciones se realizará por medio de enlaces de datos utilizando la red conmutada, siendo factible utilizar otros vínculos que la superen en prestación y sea compatible con los medios con que cuenta cada CR.

Cuando se utilicen sistemas privados de las empresas, éstas tendrán la responsabilidad de estructurar sus sistemas de comunicaciones con la finalidad de:

— El SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION y los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL: acceder desde los CR a los nodos de su frontera.

Habilitar vías de comunicación, entre el OED y los Centros Recolectores bajo su responsabilidad.

— Distribuidores, Generadores, Autogeneradores Cogeneradores y Grandes Usuarios: disponer los medios para permitir el tránsito desde los registradores hasta las fronteras del SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN ALTA TENSION o los de los SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA POR DISTRIBUCION TRONCAL, desde donde serán recogidos y transportados al CR correspondiente.

En caso de que el Transportista en Alta Tensión o por Distribución Troncal no disponga en dicha frontera de los medios suficientes, los Agentes mencionados deberán instalar líneas públicas que permitan el acceso a sus respectivos registradores durante las VEINTICUATRO (24) horas.

Los Transportistas en Alta Tensión o por Distribución Troncal, responsables de los CR, deberán disponer en los mismos de los medios de comunicación suficientes para recolectar las mediciones en los tiempos y forma definidos por el OED.

El OED podrá proponer las mejoras necesarias en el sistema de comunicaciones, con cargo a los usuarios, para dar cumplimiento a la presente y a toda la normativa del MEM.

5.4. — EL ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED)

EL OED supervisará la operación y procesamiento de la información de cada uno de los componentes del SMEC, a los efectos de la resolución de las transacciones comerciales entre los Agentes del MEM.

Deberá realizar la auditoría del sistema a los efectos de verificar la disponibilidad, calidad y correspondencia temporal de los periodos de integración con respecto a la hora oficial, de la información recolectada a partir del SMEC.

El OED deberá disponer los medios necesarios para determinar:

1. Los desvíos en la medición.
2. Las indisponibilidades del instrumental SMEC.
3. La falta, indisponibilidad o falencia del vínculo telefónico entre el Nodo SMEC y el CR atribuibles al Agente responsable del medidor.
4. Deficiencias en la recolección en los CR y/o falta de atención de los mismos.
5. Incumplimiento de los plazos y acciones previstos en el presente Anexo.
6. Alteraciones presumiblemente provocadas intencionalmente en las instalaciones.
7. Modificaciones en instalaciones SMEC y/o violación de precintos sin notificación fehaciente al OED.

Mensualmente, el OED remitirá al ENRE la recopilación de todas las anomalías reseñadas, para que éste aplique las penalidades que pudieran corresponder a los Agentes responsables. Para el caso de los transportistas la recopilación estará incluida en el DCSTP.

Independientemente de la notificación que el OED haga al ENRE señalada en el párrafo anterior, en todos los casos que el equipo SMEC presente desvíos, el OED ajustará los valores medidos y procederá a su facturación según los procedimientos vigentes. Asimismo, el OED facturará a los Agentes responsables del equipamiento, los mayores costos en que se incurra ante demoras o denegación de acceso a instalaciones SMEC de acuerdo a lo estipulado en el punto 8 del presente Anexo.

6. — AUDITORIA

El OED realizará los ensayos y verificaciones en el sistema de medición y adquisición de los valores con motivo de la Auditoría de SMEC, con los alcances, metodologías y procedimientos dispuestos en el Procedimiento Técnico que el OED emita al efecto.

Cuando el Agente envíe sus mediciones por los sistemas de emergencia, en forma reiterada, el OED podrá realizar a costo del Agente lecturas de auditoría de dichas mediciones, con los alcances de los Procedimientos Técnicos realizados a tal fin.

Para la realización de las verificaciones y ensayos, el responsable de las instalaciones permitirá el acceso del OED o quien éste disponga para la realización de las tareas in situ sobre el equipamiento de medición (T1, TV, medidores, registradores, cableado, módems y sistema de comunicaciones según corresponda).

De detectarse anomalías en los equipos o instalaciones analizados, será de aplicación por parte del ENRE, el régimen de penalizaciones previsto en la presente norma.

Ante un pedido expreso con una observación fundada del/los Agente/s interesado/s en un nodo sobre fallas en la medición del sistema SMEC del cual otro Agente es responsable, el OED programará la realización de una auditoría sobre las mediciones involucradas.

Los costos incurridos en las tareas serán solventados:

- > Por el Agente responsable de la medición en el caso de detectarse inconvenientes en su medición SMEC.
- > Por el Agente que presentara la observación si en la auditoría no se encontraran inconvenientes. De ser varios Agentes se prorrateará en partes iguales a cada uno.
- > El OED si se observara que se debió a causas que no involucran a las partes.

7. — PENALIZACIONES

Las penalizaciones se aplicarán a los responsables enunciados en el punto 5.1. INSTRUMENTAL DE MEDICION Y REGISTRO SMEC Y SU ESQUEMA DE RESPALDO, del presente Anexo.

7.1. — POR DESVIO DE LA MEDICION:

Se definen las siguientes expresiones:

a) Desvío de la Medición Principal de un nodo SMEC:

$$\sum DXX = DT1 + DTV + DMed$$

$$DTI = \text{máx. } (DTIa, DTIb, DTIc)$$

$$DTV = \text{máx. } (DTV a, DTVb, DTVc)$$

y

1. DTIa = ERTIa - (1,1 x CLTI)
2. DTIb = ERTIb - (1,1 x CLT1)
3. DTIc = ERTIc - (1,1 x CLTI)

4. DTVa = ERTVa - (1,1 x CLTV)
 5. DTVb = ERTVb - (1,1 x CLTV)
 6. DTVc = ERTVc - (1,1 x CLTV)

7. DMed = EMed - (1,1 x CLMed)

donde:

Σ DXX: Sumatoria de los Desvíos de la medición de toda la cadena de un nodo SMEC.

DTI: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de corriente en consideración.

DTV: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición de los transformadores de tensión en consideración.

DMed: Es el desvío en POR CIENTO (%) de la medición del medidor en consideración

y

DT1a; DT1b; DT1c: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de corriente (TI).

DTVa; DTVb; DTVc: Desvíos en POR CIENTO (%) de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de tensión (TV).

ERT1a; ERT1b; ERT1c: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación de las fases a, b y c del transformador de corriente (TI) (medidos).

ERTVa; ERTVb; ERTVc: Valores absolutos en POR CIENTO (%) del error de relación del transformador de tensión (TV) (medido)

EMed: Error (en %) del medidor de energía (medido).

CLT1: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de corriente según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.1)

CLTV: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del transformador de tensión según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.2)

CLMed: Valor absoluto (en %) del error máximo admitido por clase del medidor según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a.3)

Se considerará que existe desvío en la medición si en cualquiera de los desvíos definidos en las expresiones 1 a 7 el primer término es mayor que el segundo.

Forma de determinar los errores:

a.1) Transformador de corriente:

Los errores de las expresiones 1.- 2.- y 3.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIEN POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del TI.

En ambas pruebas con una carga secundaria del T1 de $\cos \varphi = 0,85$ inductivo y CIEN POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).

Para definir DT1a y/o DT1b y/o DT1c, se tomará el mayor de los dos ensayos realizados a cada uno del/los Transformador/es.

a.2) Transformador de tensión:

Los errores de las expresiones 4.- 5.- y 6.- deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores a su tensión nominal, con una carga secundaria del TV de $\cos \varphi = 0,85$ inductivo y CIEN POR CIENTO (100%) de su potencia de exactitud.

Se considerará que el equipo de ensayo de transformadores tiene un error igual a CERO (0).

a.3) Medidor de energía:

El error de la expresión 7.- debe ser evaluado ensayando en su lugar de montaje a los medidores en DOS (2) estados de carga: al CINCO POR CIENTO (5%) y al CIEN POR CIENTO (100%) de la corriente nominal del medidor con tensión nominal y $\cos \varphi = 1$.

Se considerará que el equipo de ensayo de medidores tiene un error igual a CERO (0).

Para definir Dmed se tomará el mayor de los DOS (2) ensayos realizados al medidor.

b) Monto de las penalizaciones debidos a desvíos en la medición:

b.1) El monto de la penalización por cualquiera de los desvíos de la medición será:

$$\text{\$PDM} = \Sigma \text{ DXX} \times \text{\$ECP} \quad (1)$$

donde:

$\text{\$ PDM}$: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Desvío de la Medición.

Σ DXX: Sumatoria de los Desvíos de la medición de un nodo SMEC.

$\text{\$ECP}$: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con desvío/s. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por el desvío.

Esta expresión se usará tanto en el caso de que se realice sólo alguno, como si se realizaron la totalidad de los ensayos indicados.

El valor máximo a aplicar de Σ DXX es CUATRO (4) %.

b.2) En aquellos nodos con medición de control, y en caso de que la misma no tenga desvío, ésta se utilizará para la facturación hasta solucionarse el inconveniente. En este caso se aplicará a los efectos de la penalización la siguiente expresión:

$$\text{\$PDM} = 0,5 \Sigma \text{ DXX} \times \text{\$ECP} \quad (2)$$

donde las denominaciones y valor máximo a aplicar son iguales a las de la expresión (1) Igual situación se aplicará si se detectó desvío en la medición de control y no en la principal.

El valor máximo a aplicar de Σ DXX es CUATRO (4) %.

b. 3) No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas pasando a ser en ese nodo el limite de error permitido el de la clase instalada.

En caso que se instalen mediciones de mejor clase de las requeridas para este tipo de nodo de acuerdo a lo definido en 2.1 del presente Anexo, se aceptarán como límites superiores de error los correspondientes a los requeridos para la clase del medidor instalado, por ejemplo si se instaló clase CERO COMA DOS (0,2) y el nodo requiere clase CERO COMA CINCO (0,5), sólo se aceptará un desvío hasta el limite de clase CERO COMA DOS (0,2). Este desvío no generará penalización si es corregido dentro de los 30 días de observado si es inferior al de la clase CERO COMA CINCO (0,5s).

b4) Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente y cualquiera sea su origen, serán penalizados utilizando la ecuación:

$$\text{\$PDM} = \Sigma \text{ DYY} \times \text{\$ECP} \quad (3)$$

donde:

Σ DYY: Sumatoria de los Desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente. Las restantes términos son iguales a los definidos para la ecuación (1).

El valor máximo a aplicar de Σ DYY es CUATRO (4) %

c) Desvío de la medición debido a defectos en los circuitos:

Frente a los siguientes casos:

1. Falta total o parcial de una o más fases de tensión
2. Caída de tensión en los circuitos de tensión superiores al CERO COMA UNO POR CIENTO (0,1%), medido desde la caja formadora (o conjunción) del TV hasta los bornes del Instrumento.
3. No correspondencia entre fases de corriente y tensión.
4. Derivación total o parcial en una o más fases de corriente.

En todos estos casos el OED calculará el error producido (ECM: Error debido a los Circuitos de Medición).

c1) Monto de las penalizaciones debidos a defectos en los circuitos:

El monto de la penalización por cualquiera de los casos indicados en c) será:

$$\text{\$PDC} = \Sigma \text{ ECM} \times \text{\$ECP} \quad (4)$$

donde:

$\text{\$PDC}$: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Defectos en los Circuitos.

Σ ECM: Sumatoria de los Errores debidos a los Circuitos de Medición de cualquiera de las formas señaladas en c)

$\text{\$ECP}$: ídem punto b)

El valor máximo a usar de Σ ECM es CUATRO (4) %.

7.2. — POR INDISPONIBILIDAD DEL INSTRUMENTAL DEL SMEC

a) La indisponibilidad (inexistencia o falla del equipo) del instrumental Principal y de Control del SMEC o de cualquiera de los transformadores de medición a los cuales están conectados dichos instrumentos (aun cuando haya medición de respaldo en funcionamiento correcto), será penalizada utilizando la expresión:

$$\text{\$PI} = 0.04 \times \text{\$EUT} \quad (5)$$

donde:

$\text{\$PI}$: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por Indisponibilidad del instrumental SMEC.

$\text{\$EUT}$: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción comercial del período durante el cual el equipo estuvo indisponible, valorizada al Precio de Mercado horario en su nodo.

b) En los nodos instrumentados con medición de Control, la falta de una de las mediciones (Principal o Control) será penalizada a través de la expresión:

$$\text{\$P1} = 0.02 \times \text{\$EUT} \quad (6)$$

donde las definiciones de los términos son iguales a los del parágrafo a) del presente punto.

La falta, indisponibilidad, deficiencia del esquema de respaldo o comprobación de que el mismo no responde a los requerimientos del esquema aprobado con acuerdo del OED según lo establecido en el punto 2.1.2. (aun cuando haya medición Principal y/o Control), será penalizada con la misma expresión (6) indicada en este parágrafo b).

c) Independientemente de la penalización aplicada, el OED corregirá la facturación de los agentes afectados utilizándose la información disponible.

d) La instalación de equipos de clases peores de las definidas en 2.1. CARACTERISTICAS DE EQUIPOS Y CLASE DE MEDICION y/o 2.3 de corresponder, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

e) La falta de habilitación comercial de un nodo, aunque el mismo tenga instalado y funcionando el equipamiento de medición será penalizada aplicándose la expresión señalada en la ecuación (5) del presente punto 7.2 asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

f) El incumplimiento, luego de vencido el plazo acordado, de las observaciones realizadas por el OED durante las habilitaciones comerciales de nodos, anteriores a la presente norma o por auditorías de los nodos o en oportunidad de cualquier otro control, será penalizada aplicándose la expresión (5) del presente punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

A partir de la fecha de la puesta en vigencia de la presente norma los agentes tendrán 180 días para solucionar las observaciones señaladas en las habilitaciones comerciales anteriores a la presente. Luego de vencido ese plazo no se habilitarán nodos con observaciones.

7.3. — POR FALTA, INDISPONIBILIDAD O FALCENCIA DEL VINCULO TELEFONICO ENTRE EL NODO SMEC Y EL CR ATRIBUIBLES AL AGENTE RESPONSABLE DEL MEDIDOR

Se dará como habilitado el nodo SMEC cuando habiéndose instalado todo el equipamiento y concluidas con éxito las verificaciones señaladas en los procedimientos definidos por el OED, se

realicen como mínimo y en forma correcta TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro Recolector en un período de CINCO (5) días corridos y la correspondiente puesta a disposición del OED y a su satisfacción de los archivos generados por los registradores.

En caso de que lo dicho no se cumpla y estén vencidos los plazos de instrumentación del nodo, se aplicará al agente una penalización con la siguiente expresión:

$$\text{\$PT} = 0.02 \times \text{\$EUT} \quad (7)$$

Donde:

\\$PT: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por falencia o indisponibilidad del vínculo Telefónico.

\\$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada para realizar la Transacción Comercial del período durante el cual los equipos de comunicación tuvieron falencias y/o indisponibilidad.

De persistir dicha situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

En el caso de tratarse de un nodo habilitado, cuando el vínculo no corresponda a los parámetros mencionados de conexiones exitosas, TRES (3) lecturas automáticas del registrador desde el Centro Recolector en un período de CINCO (5) días corridos, y la situación no se corrija en el término de TREINTA (30) días, será de aplicación el mismo tratamiento de penalización.

Adicionalmente a la aplicación de penalidad, el OED procederá a realizar las lecturas en campo previstas en el punto 6.- AUDITORIA aun cuando el agente remita las mediciones por los mecanismos previstos para Recolección en Emergencia.

Cuando las empresas no implementen la vinculación telefónica requerida, la implementen en forma incompleta, u obstaculicen el tránsito por sus instalaciones, el OED podrá arbitrar los medios para obtener el acceso a los datos, por cuenta y cargo de aquéllas.

7.4. — POR DEFICIENCIAS EN LA RECOLECCION EN LOS CR Y/O FALTA DE ATENCION DE LOS MISMOS.

Las empresas de transporte deben implementar la recolección de información de los medidores asignados de tal modo que como máximo a las 04:00 hs. estén disponibles para ser leídos desde el OED los archivos de generación y a las 06:30 hs para ser leídos los archivos de demanda.

Si el transportista responsable del CR no suministra los medios necesarios (líneas de comunicación, equipos, personal etc.) a fin de dar cumplimiento a lo anterior el OED podrá arbitrar los medios para viabilizar el acceso a los datos por cuenta y cargo del transportista.

Los atrasos en la recepción de los datos debidos a fallas en las microcomputadoras de los Centros Recolectores será penalizado con un valor determinado según la siguiente expresión:

$$\text{\$PCR} = 0.01 \times \text{\$ECR} \quad (8)$$

donde:

\\$PCR: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por fallas del Centro Recolector.

\\$ECR: Valor monetario del monto de la Energía que debió ser medida por el Centro Recolector y, por deficiencias en la recolección del CR o falta de atención del mismo, hubo de ser recolectada por medios alternativos, valorizada al Precio de Mercado horario, durante el Período con problemas.

7.5. — POR INCUMPLIMIENTO DE LOS PLAZOS Y ACCIONES PREVISTOS EN EL PRESENTE ANEXO

El incumplimiento en tiempo y forma de cualquiera de las obligaciones que emanan de la presente norma, y de los Procedimientos Técnicos referidos al SMEC que emita el OED, hará incurrir al Agente responsable de las penalizaciones enumeradas en los puntos 7.1. a 7.4. del presente Anexo, durante el período en que haya incumplido el plazo. El OED informará al ENRE, para que ésta disponga la sanción correspondiente pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Cuando el Agente no envíe la información al OED en forma diaria para el caso de los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores y para el resto de los Agentes por un término de SIETE (7) días corridos a partir de su obligación de suministro de información en situaciones de emergencia y etapa transitoria prevista para GUMAS; contemplando el caso particular del cierre mensual el envío en el primer día del mes próximo al del cierre, será penalizada aplicándose la expresión (5) del punto 7.2, asimilándola a esa situación. De persistir la situación por un período superior a los NOVENTA (90) días, el ENRE dispondrá sanciones complementarias pudiendo disponer la pérdida de la calidad de agente del MEM, por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

Independientemente de ello el OED utilizará la mejor información disponible para el cierre de la transacción.

7.6. — POR ALTERACIONES EN LAS INSTALACIONES

En el caso de comprobarse alteraciones provocadas intencionalmente en las instalaciones de medición en el nodo SMEC, se aplicará la siguiente expresión:

$$\text{\$PD} = 0,12 \times (\text{\$ECP}) \quad (9)$$

donde:

\\$PD: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable del instrumental.

\\$ECP: Valor monetario del monto de la Energía Circulante por el nodo al Precio de Mercado horario, durante el Período con la medición con alteraciones en las instalaciones. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por la alteración.

Adicionalmente cuando el OED presuma actos de esta naturaleza, notificará al ENRE para que realice las actuaciones correspondientes y defina si corresponde aplicar la penalidad por alteración intencional de las instalaciones, e informará a la SECRETARIA DE ENERGIA.

7.7. — MODIFICACION EN INSTALACIONES SMEC Y/O VIOLACION DE PRECINTOS SIN NOTIFICACION FEHACIENTE

La violación de un precinto, o modificación de una instalación, sin la correspondiente notificación fehaciente por nota a el OED en los términos previstos en los Procedimientos Técnicos que el OED emita al efecto, será causal de penalización independientemente de las que correspondan de detectarse anomalías previstas en los restantes puntos del presente capítulo 7. Penalidades. La penalización a aplicar será:

$$\text{\$PP} = 0.01 \times \text{\$EUT} \quad (10)$$

donde:

\\$PP: Valor monetario de la Penalización que deberá abonar el agente responsable por rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a el OED.

\\$EUT: Valor monetario del monto de la Energía Utilizada, que surge de la Transacción Comercial del mes en el cual se produjo la rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma al OED.

7.8. — PERIODO DE APLICACION DE LAS PENALIZACIONES:

Las penalizaciones señaladas en 7.1, 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6 del presente Anexo, se aplicarán durante el período que hayan ocurrido los hechos que las motivaron.

Las penalizaciones señaladas en 7.2 del presente Anexo, se aplicarán mientras se mantenga la indisponibilidad del equipo, (no por desvío de su curva de error, contemplados en 7.1) con las excepciones siguientes cuando los mismos hayan fallado estando instalados y habilitados comercialmente:

- Medidores: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Media Tensión: luego de 45 días de detección de la falla.
- Transformadores de medida de Alta Tensión: luego de 90 días de detección de la falla.

En caso de desconocerse la fecha de comienzo de la situación se aplicará con retroactividad a la última verificación exitosa fehacientemente realizada e informada al OED, en la cual los equipos funcionaban correctamente. El período máximo de aplicación no excederá los CUATRO (4) meses previos a la detección.

8. — DEMORA O DENEGACION DE ACCESO A INSTALACIONES SMEC

En el caso que el Agente denegara el acceso al OED y/o a quien ésta disponga, dentro de las condiciones y plazos dispuestos en el Procedimiento Técnico que defina el OED, con motivo de la Auditoría Externa del SMEC, se le cobrarán los mayores costos en que incurre el OED, los cuales se consideran como el equivalente a TRES (3) veces el costo de actuación del contratista en el nodo en cuestión, incluido viáticos y movilidad, conforme a los valores contractuales, al momento de producirse el evento. El OED facturará los mismos al Agente responsable del equipamiento.

9. — PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE LA INFORMACION DEL SMEC

En los nodos en que el registrador disponga de un método de lectura solamente (read only), se habilitará a las partes interesadas para el acceso, a los datos registrados en forma remota vía módem cuando los vínculos de comunicación usados por el registrador sean de uso público. Si los vínculos son privados el propietario de los mismos podrá habilitar su uso para dicha lectura remota.

La recolección de la información será realizada diariamente por los CR, donde se convertirá al formato normalizado, y será puesta a disposición de el OED y de los Agentes según lo establecido en punto 3.3. CENTROS DE RECOLECCION.

Diariamente el OED suministrará a los Generadores los valores resultantes del Parte de Control Post Operativo Diario para su conocimiento y control. Pasadas las VEINTICUATRO (24) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

Semanalmente el OED suministrará a las partes los valores resultantes del Parte Semanal para su conocimiento y control. Pasadas las CUARENTA Y OCHO (48) horas, de no existir discrepancias, dichos resultados pasarán a tomarse como definitivos para el cierre mensual.

A los fines prácticos de cumplir con los tiempos previstos para el cierre de la facturación mensual, las observaciones sobre los datos recibidos a fin de mes deberán ser comunicadas al OED como máximo el segundo día del mes siguiente.

El sistema contará con un mecanismo de validación y control, que permita verificar la coherencia de la información ingresada y la detección de situaciones anómalas en el contenido y consistencia de la información. Con este fin, el OED definirá los criterios y procedimientos a utilizar.

En caso de la observación de diferencias en el cierre de la información diaria, semanal y/o mensual, debidas a causas no detectadas en el proceso anterior, tales diferencias serán resueltas en el ámbito del OED con las partes interesadas.

La detección temprana por cualquiera de las partes intervinientes de una anomalía, debe ser comunicada de inmediato a las restantes, y tomadas las acciones para normalizar la falla de acuerdo a las responsabilidades asignadas en la presente norma.

En caso de falta o defecto notorio de la información primaria procedente del SMEC, el OED empleará para la transacción comercial la mejor información disponible a su criterio, ya sea la resultante del esquema de respaldo (enviada por el Agente responsable del nodo), la del sistema de tiempo real (si existiera), o información estimada en función de datos estadísticos y/o curvas de carga declaradas, en este orden de prelación.

En caso de fallas en el equipamiento y/o sistema de comunicación que impidan contar con los datos del SMEC en tiempo y forma, el Agente deberá enviar la información faltante con las metodologías y procedimientos dictados a tal fin, a partir del equipamiento SMEC o utilizando el sistema de medición de respaldo.

Comisión Nacional de Comunicaciones

TELECOMUNICACIONES

Resolución 1304/98

Fijase la equivalencia del franco oro con el objeto de ser utilizada en los servicios internacionales, a partir del 1º de octubre de 1998.

Bs. As., 30/9/98

VISTO el Expediente Nº 11.250/98, del registro de la COMISION NACIONAL DE COMUNICACIONES, por el cual se gestiona la fijación de la equivalencia del franco oro en moneda argentina a contar del 1º de octubre de 1998 con el objeto de ser utilizada en los servicios internacionales que corresponda de conformidad con los tratados y convenios internacionales vigentes, y

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Nº 219 del 6 de febrero de 1985, determina que dicha equivalencia debe fijarse mensualmente sobre la base de la cotización de los Derechos Especiales de Giro (DEG) del FONDO MONETARIO INTERNACIONAL del último día hábil de la primera quincena de cada mes calendario, a razón de UN (1) DEG igual a TRES COMA

CERO SESENTA Y UN (3,061) FRANCOS ORO.

Que el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA y el BANCO DE LA NACION ARGENTINA informan que el día 15 de setiembre de 1998 esa cotización alcanzó el importe de PESOS UNO CON TRES MIL SEPTECIENTOS DIECIOCHO DIEZ MILESIMOS (\$ 1,3718).

Que la presente medida se dicta en uso de las atribuciones conferidas por el artículo 6º, inciso v), apartado 4), del Decreto Nº 1185 de fecha 22 de junio de 1990.

Por ello,

EL DIRECTORIO DE LA COMISION NACIONAL DE COMUNICACIONES RESUELVE:

Artículo 1º — Fijase en CUARENTA Y CINCO CENTAVOS DE PESO (\$ 0,45), a partir del 1º de octubre de 1998, la equivalencia del franco oro, en moneda argentina, con el objeto de ser utilizada, en los servicios en el orden internacional y en el establecimiento de cuentas entre administraciones y empresas interesadas según convenios internacionales vigentes.